



Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H Dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih)

Ira Herawati¹, Novrianti¹, Arpan Suyandi¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

Abstrak

Salah satu upaya stimulasi sumur yang dilakukan untuk meningkatkan produktivitas sumur yang mengalami penurunan produksi karena menurunnya permeabilitas akibat kerusakan formasi adalah dengan pengasaman matriks. Pengasaman matriks dapat dilakukan pada formasi *sandstone* menggunakan fluida stimulasi berbahan dasar asam *Hydrofloric* (HF) yang dicampur dengan asam *Hydrochlorid* (HCl). Dalam pelaksanaannya perlu dilakukan perencanaan desain pengasaman matriks serta mengevaluasi hasil sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi pengasaman matriks. Penggunaan Asam *Hydrofloric* pada batuan *sandstone* karena dapat melarutkan Silikat. Asam *Hydrofloric* bereaksi dengan *Calcium* (Ca) dan *Mangan* (Mg) membentuk endapan. Pencampuran asam *Hydrofloric* dan *Hydrochlorid* akan dapat menghilangkan *scale* karena sementasi *sandstone* terdiri dari Ca dan Mg. Evaluasi keberhasilan stimulasi dilakukan pada sumur #H dan #P yang didasarkan pada laju produksi harian sumur, *productivity index*, kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) Wiggins serta harga permeabilitas sumur. Dari hasil penelitian yang dilakukan pada sumur #H mengalami peningkatan produksi dari 81.125 BOPD menjadi 121.365 BOPD dengan kenaikan harga *productivity index* dari 0.12 bbl/day/psi menjadi 0.2 bbl/day/psi dan kenaikan harga permeabilitas dari 11.65 mDarcy menjadi 17.79 mDarcy. Hasil pengamatan yang dilakukan pada sumur #P mengalami penurunan produksi dari 40.89 BOPD menjadi 34.94 BOPD dengan penurunan harga *productivity index* dari 0.10 bbl/day/psi menjadi 0.09 bbl/day/psi dan penurunan harga permeabilitas dari 10.76 mDarcy menjadi 9.42 mDarcy.

Kata Kunci: Stimulasi, *Sandstone*, *Scale*, *Inflow Performance Relationship*

Alamat email korespondensi penulis: iraherawati@eng.uir.ac.id

PENDAHULUAN

Pada dasarnya stimulasi sumur minyak memiliki peranan yang sangat penting dalam kegiatan produksi. Salah satu jenis metode stimulasi adalah dengan menginjeksikan asam kedalam pori-pori dan matriks batuan pada suatu tekanan dasar sumur yang lebih kecil dari tekanan rekah formasinya, dengan tujuan agar reaksi pengasaman menyebar ke dalam formasi secara radial (Guin, J.A. & Schechter, R.S., 1971). Ada beberapa jenis formasi batuan di reservoir, salah satunya yang akan diteliti adalah formasi batu pasir (*sandstone*). Formasi batuan pasir (*sandstone*) pada umumnya terdiri dari kuarsa, biji-bijian silikat, feldspars, rijang dan mika. Mineral ini terikat bersama oleh mineral sekunder yang diendapkan dari air bawaan (*connate water*), menempati sebagian ruang berpori pada batuan karbonat dan lempung pori-pori. Fraksi berpori dan permeabilitas batuan pembentuk akan dilewati invasi dasar air filtrat, baik dari pengeboran, kompleksi, *workover* atau *treatment* fluida (Williams et al, 1979).

Invasi ini dapat merusak matriks dengan pengembangan dan pendispersi lempung atau bahkan dengan menginduksi pengendapan *scale*. Beberapa partikel juga bisa menyebabkan pembentukan permeabilitas yang tinggi di bawah tekanan diferensial dan formasi berpori, Campuran asam *chlorida-fluorida* (HCl-HF) umumnya digambarkan sebagai asam lumpur, biasanya digunakan untuk *treatment* formasi batu

pasir yang mana campuran ini melarutkan *clay* dari lumpur pengeboran dan bereaksi dengan sebagian besar konstituen dari pembentukan batu pasir (Ayorinde, A., Granger, C. and Thomas, R.L, 1992)

Penelitian ini dilakukan pada sumur #H dan #P terletak pada formasi Falih yang merupakan formasi batuan *sandstone*. Sumur #H dan #P terindikasi mengalami penurunan laju produksi, terlihat dari penurunan jumlah produksi minyak. Berdasarkan hasil pengujian sebelumnya, sumur #H memiliki nilai skin sebesar 8.17 ($S = +$) dan sumur #P memiliki nilai skin sebesar 5.21 ($S = +$). Berdasarkan *well history*, kedua sumur ini pernah dilakukan stimulasi pengasaman.

Penelitian ini bertujuan membuat desain pengasaman matriks yang cocok untuk sumur #H dan #P serta mengevaluasi hasil produksi sebelum dan sesudah dilakukan pengasaman matriks berdasarkan laju produksi harian, *productivity index*, kurva IPR dan permeabilitas.

METODE PENELITIAN

Metode yang dilakukan pada penelitian ini meliputi kegiatan terstruktur mulai dari melakukan studi literatur, mempersiapkan data, dan melakukan pengolahan data sesuai dengan prosedur yang terdapat pada beberapa literatur yang ada. Dalam penelitian dilakukan pengumpulan data-data lapangan, data reservoir, data produksi, dan data kompleksi dari sumur #H dan #P. Berdasarkan Investigasi data-data dan *well history* dilakukan analisa penurunan kurva produksi dari suatu sumur minyak yang mengalami decline produksi akibat *damage* yang terjadi.

Pemilihan kandidat sumur yang akan distimulasi pengasaman dengan indikator terjadinya penurunan produksi pada sumur kandidat tersebut. Setelah itu dilakukan pengujian *sample* air formasi yang dilakukan dilaboratorium untuk mengetahui masalah yang terjadi pada sumur kandidat tersebut. Menerapkan stimulasi pengasaman matriks untuk mengatasi *scale* yang terdapat pada sumur kandidat dan selanjutnya dilakukan evaluasi sebelum dan setelah dilakukan desain pengasaman. Hasil evaluasi ini akan membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

Initial Data Reservoir

Pemboran Pertama kali pada sumur #H dilakukan pada tahun 1949 dengan kedalaman 4,489.8 ft. Sumur #H memproduksi minyak dan gas yang berasal dari formasi C,A,D dan E lapangan Falih. Interval Perforasi zona C (2,692.06 ft-2,785.56 ft), Zona A (3,753.46 ft-3,809.24 ft), Zona D (3,203.89 ft-3,248.19 ft), E (2,893.84 ft-3015.23 ft). Sumur #H diproduksi hanya dari dua zona yang masih produktif yaitu zona D dan A dengan kompleksi *commingle*.

Sumur# H sudah beberapa kali dilakukan stimulasi. Berdasarkan *history* sumur #H, pada bulan Januari 2003 telah dilakukan stimulasi *acid washing*. Pada bulan Februari 2005 kembali dilakukan stimulasi *acid washing*. Selang empat bulan berikutnya, tepatnya bulan Juni 2005 dilakukan program WSR (*Wax Scale Removal*). Memasuki bulan Januari 2009 produksi mengalami penurunan. Pengasaman pada sumur #H akan dilakukan pada lapisan D dan A.

Pemboran pertama kali pada sumur #P dilakukan pada tahun 2005 dengan kedalaman 3,865.02 ft. Sumur #P memproduksi minyak dan gas yang berasal dari formasi E,D,B dan A lapangan Falih. Sumur #P memiliki 4 zona perforasi yaitu zona E (2,713.28ft-2,719.94 ft) dan (2,733.07 ft-2,737.99 ft), zona D (3,041.48 ft-3,054.61 ft) dan (3,071.01 ft-3,077.57 ft), zona B (3,379.43 ft-3,399.11 ft),

(3,431.92 ft-3,451.61 ft), (3,461 ft-3,484.42 ft) dan zona A (3,559.88 ft-3,569.72 ft), (3,586.13 ft-3,605.81 ft), (3,614.02 ft-3,623.86 ft), (3,630.42 ft-3,640.26 ft), (3,646.83 ft-3,659.95 ft), (3,691.12 ft-3,710.81 ft). Sumur #P diproduksi hanya dari satu zona yang masih produktif yaitu zona A. pada bulan Februari 2007 dilakukan stimulasi *acid washing* pada sumur #P. Pengerjaan stimulasi pengasaman matriks akan di lakukan pada zona A sumur #P.

Kerusakan formasi yang terjadi pada sumur #H dan #P diidentifikasi dari hasil pengamatan laju produksi. Kedua sumur ini mengalami penurunan laju produksi yang cukup signifikan. Untuk itu dilakukan proses pengasaman matriks terhadap kedua sumur ini. Evaluasi yang akan dilakukan adalah dengan melihat perubahan laju produksi sebelum pengasaman matriks dan setelah pengasaman matriks, sehingga proses stimulasi yang dilakukan akan memberikan gambaran sejauh mana stimulasi ini berhasil dilakukan.

Untuk membuat desain pengasaman matriks pada sumur yang akan distimulasi, ada beberapa data karakteristik dari reservoir dan produksi yang diperlukan yakni meliputi penentuan gradien rekah (G_f), tekanan rekah formasi (BHP_{rekah}), tekanan maksimum di permukaan (P_{max}), perkiraan harga injeksi maksimal agar tidak terjadi perekahan (i_{max}) dan volume asam (V) (Guin, J.A. and Schechter, R.S, 1971). Masing-masing data yang dibutuhkan untuk sumur H seperti dapat dilihat pada tabel 1, tabel 2, tabel 3, dan tabel 4.

Tabel 1 Data Casing Sumur #H

Data Casing				
Weight	OD	ID	Volume Faktor	Depth
20 lbs/ft	6.625 inch	6.049 inch	0.0355 inch	4,029.07 ft

Tabel 2 Data Tubing Sumur #H

Data Tubing				
Weight	OD	ID	Volume Faktor	Depth
6.5 lbs/ft	2.875 inch	2.441 inch	0.0058 inch	3,187.49 ft

Tabel 3 Data Interval Perforasi Sumur #H

Interval Perforasi	
Zona D	3,203.9 ft – 3,248.19 ft
Net	44.3 ft
Zona A	3,753.64 ft – 3809.24 ft
Net	55.7 ft

Tabel 4 Data Sebelum Pengasaman Sumur #H

Data		
Parameter	Zona D	Zona A
SFL	1,715.96	1,679.87
WFL	2,779	3,156.32
Datum	3,226	3,781.53
SG Oil	0.8313	0.8313
SG water	1	1
Water Cut	87.5	87.5
Viscositas Minyak	5.72	5.72

Berdasarkan perhitungan Pr dan PWF yang dilakukan di zona D dan zona H maka didapatkan harga rata-rata Pr dan PWF reservoir sebelum dilakukan pengasaman sumur seperti terlihat pada tabel 5.

Tabel 5 Data Pr dan PWF Rata-rata Sebelum Pengasaman Sumur #H

Data	
Parameter	Nilai
Pr	765.41 Psi
Pwf	140.67 Psi

Tabel 6, tabel 7, tabel 8, dan tabel 9 menunjukkan masing-masing data yang dibutuhkan untuk perencanaan pengasaman matriks pada sumur #P.

Tabel 6 Data *Casing* Sumur #P

Data Casing				
Weight	OD	ID	Volume Faktor	Depth
23 lbs/ft	6.625 inch	6.049 inch	0.0355 inch	3,855.18 ft

Tabel 7 Data Tubing Sumur #P

Data Tubing				
Weight	OD	ID	Volume Faktor	Depth
6.5 lbs/ft	3.5 inch	2.992 inch	0.0087 inch	3,793.98 ft

Tabel 8 Data Interval Perforasi Sumur #P
Interval Perforasi

Zona A	3,559.89 ft – 3,710.81 ft
Net	83.67 ft

Tabel 9 Data Sebelum Pengasaman Sumur #P
Data

Parameter	Zona A
SFL	1,991.56
WFL	2,959.462
Datum	3,635.34
SG Oil	0.8313
Water Cut	53%
Viscositas Minyak	6.5

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan data-data sumur dan reservoir untuk sumur #H maka dilakukan perencanaan desain masing-masing sumur #H dan sumur #P.

Desain Pengasaman Matriks Sumur #H Zona D dan zona A

Dengan diketahuinya harga tekanan rekah formasi, maka dapat diatur berapa besar tekanan yang diperlukan untuk menginjeksikan asam agar tidak terjadi rekahan pada formasi. Besarnya harga tekanan rekah formasi dapat ditentukan berdasarkan harga gradien tekanan rekah (Williams et al, 1979).

Dari hasil perhitungan didapatkan harga gradient rekah untuk Zona D sebesar 2.291,8 Psia dan untuk zona A sebesar 2.684,5 Psia. Selanjutnya ditentukan tekanan injeksi maksimal permukaan untuk dapat diinjeksikan dibawah tekanan rekah dan dari hasil perhitungan didapatkan tekanan maksimal zona D sebesar 768,08 Psia dan untuk zona A sebesar 899,69 Psia. Dari perhitungan yang dilakukan untuk injeksi maksimal agar tidak terjadi perekahan diperoleh nilai injeksi maksimal pada zona D adalah sebesar 0,85 bbl/min sedangkan untuk zona A injeksi maksimal sebesar 0,63 bbl/min.

Untuk mengetahui seberapa banyak volume asam yang akan diinjeksikan, maka harus ditentukan *volume casing* zona. Dari perhitungan yang dilakukan didapatkan volume asam injeksi di zona D sebanyak 687 galon sedangkan untuk zona A sebanyak 864 galon. Selanjutnya ditentukan volume over flush untuk masing-masing zona D dan A dan dari perhitungan didapatkan volume over flush untuk zona D adalah sebesar 846 galon sedangkan pada zona A adalah sebesar 997 galon.

Desain Pengasaman Matriks Sumur #P

Dari hasil perhitungan didapatkan harga gradient rekah untuk sumur #P yang berada di zona A sebesar 2.412 Psia. Selanjutnya ditentukan tekanan injeksi maksimal permukaan untuk dapat diinjeksikan dibawah tekanan rekah dan dari hasil perhitungan didapatkan tekanan maksimal 685 Psia. Dari perhitungan yang dilakukan untuk injeksi maksimal agar tidak terjadi perekahan diperoleh nilai injeksi maksimal pada sumur #P adalah sebesar 0.39 bbl/min.

Dari perhitungan yang dilakukan didapatkan volume asam injeksi di zona A sumur #P sebanyak 5.981 galon. Selanjutnya ditentukan volume over flush dan dari perhitungan didapatkan volume over flush untuk zona A sumur #P sebesar adalah sebesar 1.510,7 galon.

Evaluasi Keberhasilan Stimulasi Pengasaman Matriks

Setelah melakukan serangkaian proses stimulasi pengasaman matriks pada sumur #H dan #P perlu dilakukan suatu evaluasi terhadap hasil yang dilakukan pada sumur tersebut agar kita mengetahui seberapa besar tingkat keberhasilan terhadap pekerjaan stimulasi yang telah kita lakukan. Dalam hal ini hasil evaluasi yang dilakukan didasarkan terhadap hasil yang diperoleh sebelum pengasaman dan setelah pengasaman. Evaluasi yang dilakukan di didasarkan pada laju produksi sumur, *productivity index*, kurva IPR dan Permeabilitas.

Tabel 10 Data Sesudah Pengasaman Sumur #P

Data	
Parameter	Nilai
Pr	765.41 Psi
Pwf	153.63 Psi
SFL	1,692.99 ft
WFL	3,146.48 ft
Datum	3,506.56 ft
SG Oil	0.8313
SG water	1
Water Cut	91.3%
Viscositas Minyak	5.72
GF	0.426645

Evaluasi Sumur #H Sesudah Pengasaman Matriks

Menggunakan data-data sumur #H sebelum pengasaman matriks dilakukan maka ditentukan parameter-parameter sumur dan reservoir setelah pengasaman matriks. Dari perhitungan yang dilakukan didapatkan tekanan dasar sumur (Pwf) sesudah melakukan pengasaman sebesar 153,63 Psia dan laju alir minyak (Qoil) sesudah pengasaman sebesar 121,365 BOPD. Dari perhitungan tersebut didapatkan data sumur #H setelah pengasaman matriks dilakukan seperti terlihat pada tabel 10.

Perbandingan data sumur sebelum dan sesudah pengasaman matriks dilakukan dapat dilihat pada tabel 11.

Tabel 11 Data sumur #H sebelum dan sesudah pengasaman Matriks

Parameter	Data	
	Nilai	
	Sebelum	Sesudah
Pr	765.41 Psi	765.41 Psi
Pwf	140.67 Psi	153.63 Psi
SFL	1.715.96 ft	1,692.99 ft
WFL	3,225.22 ft	3,146.48 ft
Datum	3,506.56 ft	3,506.56 ft
SG Oil	0.8313	0.8313
SG water	1	1
Water Cut	87.5%	91.3%
Viscositas Minyak	5.72	5.72
GF	0.426645	0.426645

Evaluasi Sumur #P Sesudah Pengasaman Matriks

Hal yang sama seperti pada sumur #H juga dilakukan pada sumur #P. Menggunakan data sumur sebelum pengasaman matriks dilakukan ditentukan data sumur setelah pengasaman. Dari perhitungan yang dilakukan didapatkan Pwf setelah pengasaman sebesar 273,5 Psia dan Qoil sebesar 34,944 BOPD. Dari perhitungan yang didapatkan data sesudah pengasaman seperti terlihat pada tabel 12.

Tabel 12 Data Sesudah Pengasaman Sumur #P

Parameter	Data	
	Nilai	
	Sebelum	Sesudah
Pr	655.32 Psi	
Pwf	281.43 Psi	
SFL	1,952.19 ft	
WFL	2,946.33 ft	
Datum	3,635.48 ft	
SG Oil	0.8313	
SG water	1	
Water Cut	66.4%	
Viscositas Minyak	6.5	
GF	0.426645	

Perbandingan data sumur sebelum dan sesudah pengasaman matriks dilakukan pada sumur #P dapat dilihat pada tabel 13.

Penentuan Keberhasilan Pengasaman Matriks Sumur #H

Keberhasilan stimulasi pengasaman matriks pada sumur #H zona A dan zona D dapat dievaluasi berdasarkan dari kenaikan laju produksi dan hasil grafik kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sebelum dan sesudah pengasaman dengan menggunakan metode Wiggins dan peningkatan harga *Productivity Index* (PI).

Tabel 13 Data Sebelum dan Sesudah Pengasaman Sumur #P

Parameter	Data	
	Nilai	
	Sebelum	Sesudah
Pr	655.32 Psi	655.32 Psi
Pwf	269.45 Psi	273.65 Psi
SFL	1,991.56 ft	1,952.19 ft
WFL	2,959.46 ft	2,946.33 ft
Datum	3,635.34 ft	3,635.34 ft
SG Oil	0.8313	0.8313
SG water	1	1
Water Cut	53%	66.4%
Viscositas Minyak	6.5	6.5
GF	0.426645	0.426645

Perhitungan Berdasarkan Laju Produksi

Dalam melakukan evaluasi berdasarkan Laju Produksi, perhitungan yang dilakukan menggunakan data Pr dan Pwf test yang telah didapat dari hasil *test sonolog*. Harga q_o dan q_w dihitung berdasarkan hasil q test yang diperoleh dari hasil *swab test* yang dilakukan. Selanjutnya harga q_o max dan q_w max sebelum dan sesudah proses pengasaman dihitung dengan menggunakan persamaan metode Wiggins (Wiggins, 1994).

Menggunakan persamaan didapatkan harga Q_o maksimal 91,32 BOPD dan Q_w maksimal sebelum pengasaman pada Pwf test 140,67 Psia sebesar dan 662,13 BWPD. Sedangkan untuk setelah dilakukan pengasaman pada Pwf test 153,63 psia didapatkan Q_o maksimal sebesar 138,47 BOPD dan Q_w maksimal 1.509,83 BWPD.

Perhitungan Berdasarkan *Productivity Index*

Productivity Index (PI) yang diperoleh sebelum pengasaman adalah

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \\
 &= \frac{81.125}{765.41 - 140.67} \\
 &= 0.12 \text{ Stbbbls/D/Psi}
 \end{aligned}$$

Productivity Index (PI) yang diperoleh sesudah pengasaman matriks adalah

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \\
 &= \frac{121.365}{765.41 - 153.63} \\
 &= 0.2 \text{ Stbbbls/D/Psi}
 \end{aligned}$$

Perhitungan Berdasarkan IPR Wiggins

Kurva *inflow performance relationship* (IPR) adalah plot antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) versus laju produksi (Q). Metode yang digunakan untuk analisa sumur #H ini adalah metode Wiggins.

Menggunakan persamaan pada kondisi sebelum pengasaman untuk Pwf test 77 Psia dan Pe 765,41 Psia diperoleh Qo 86,14 BOPD dan Qw sebesar 612, 43 BWPD. Sehingga didapatkan total fluida 698, 57 BFPD dengan water cut 87,66 %. Perhitungan laju alir sumur sumur H sebelum pengasaman untuk berbagai PWF asumsi seperti terlihat pada tabel 14, dan perhitungan sesudah pengasaman matrik seperti terlihat pada tabel 15.

Tabel 14 Laju Alir Sumur #H Sebelum Pengasaman Dari Beberapa Harga Pwf Asumsi

Pwf (Psi)	Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluida (BFPD)	Water Cut (%)
0	91.32	662.13	753.46	87.87951
38	88.84	637.75	726.59	87.77278
77	86.14	612.43	698.57	87.66877
115	83.22	586.16	669.38	87.56727
153	80.08	558.95	639.03	87.46807
191	76.72	530.79	607.52	87.37095
230	73.15	501.70	574.84	87.27567
268	69.35	471.66	541.01	87.18193
306	65.33	440.68	506.01	87.0894
344	61.09	408.75	469.84	86.99767
383	56.63	375.89	432.52	86.9062
421	51.96	342.08	394.03	86.81425
459	47.06	307.32	354.38	86.72076
498	41.94	271.63	313.57	86.62411
536	36.61	234.99	271.59	86.52163
574	31.05	197.41	228.46	86.40854
612	25.28	158.88	184.16	86.27524
651	19.28	119.42	138.70	86.09903
689	13.07	79.01	92.07	85.80966
727	6.63	37.65	44.28	85.02691
765	0.00	0.00	0.00	0.0

Perhitungan Berdasarkan Permeabilitas

Berdasarkan data-data yang ada maka dilakukan perhitungan harga permeabilitas (K) pada reservoir dan dari perhitungan didapatkan harga permeabilitas sebelum pengasaman adalah sebesar 11,65 mD dan setelah pengasaman sebesar 17,79 mD.

Perhitungan Pengasaman Matriks Sumur #P

Keberhasilan stimulasi pengasaman matriks pada sumur #P zona A dapat dievaluasi berdasarkan dari kenaikan laju produksi dan hasil grafik kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sebelum dan sesudah pengasaman dengan menggunakan metode wiggins dan peningkatan harga *Productivity Index* (PI).

Tabel 15 Laju Alir Sumur #H Sesudah Pengasaman Dari Beberapa Harga Pwf Asumsi

Pwf (Psi)	Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluida (BFPD)	Water Cut (%)
0	138.48	1509.83	1648.31	91.5987
38	134.72	1454.23	1588.95	91.52156
77	130.62	1396.48	1527.11	91.44633
115	126.20	1336.59	1462.78	91.37287
153	121.44	1274.54	1395.97	91.30102
191	116.34	1210.34	1326.68	91.23062
230	110.92	1144.00	1254.91	91.16151
268	105.16	1075.50	1180.65	91.09348
306	99.06	1004.85	1103.91	91.02628
344	92.64	932.06	1024.69	90.95962
383	85.88	857.11	942.99	90.8931
421	78.78	780.02	858.80	90.8262
459	71.36	700.77	772.13	90.75812
498	63.60	619.37	682.98	90.6877
536	55.51	535.83	591.34	90.61298
574	47.08	450.13	497.22	90.53046
612	38.33	362.29	400.62	90.43312
651	29.24	272.30	301.53	90.30429
689	19.81	180.15	199.96	90.09238
727	10.05	85.86	95.91	89.51701
765	0.00	0.00	0.00	0.0

Perhitungan Berdasarkan Laju Produksi

Pada sumur #P menggunakan persamaan didapatkan harga Q_o maksimal 57,98 BOPD dan Q_w maksimal sebelum pengasaman pada Pwf test 269,45 Psia sebesar dan 70,40 BWPD. Sedangkan untuk setelah dilakukan pengasaman pada Pwf test 278,75 psia didapatkan Q_o maksimal sebesar 50,48 BOPD dan Q_w maksimal 107,48 BWPD.

Perhitungan Berdasarkan Productivity Index

Productivity Index (PI) yang diperoleh sebelum pengasaman matriks adalah

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \\
 &= \frac{40.89}{655.32 - 269.45} \\
 &= 0.10 \text{ Stbbls/D/Psi}
 \end{aligned}$$

Productivity Index (PI) yang diperoleh setelah pengasaman matriks adalah

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \\
 &= \frac{34.94}{655.32 - 278.75}
 \end{aligned}$$

$$= 0.09 \text{ Stbbls/D/Psi}$$

Tabel 16 Laju Alir Sumur #P Sebelum Pengasaman Dari Beberapa Harga Pwf Asumsi

Pwf (Psi)	Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluida (BFPD)	Water Cut (%)
0	57.98	70.41	128.39	54.838661
33	56.41	67.82	124.23	54.59133
66	54.69	65.12	119.82	54.351852
98	52.84	62.33	115.17	54.119634
131	50.85	59.44	110.28	53.89408
164	48.71	56.44	105.16	53.674575
197	46.44	53.35	99.79	53.460471
229	44.03	50.15	94.19	53.251054
262	41.48	46.86	88.34	53.045513
295	38.79	43.47	82.25	52.842878
328	35.96	39.97	75.93	52.641926
360	32.99	36.38	69.36	52.441036
393	29.88	32.68	62.56	52.237917
426	26.63	28.88	55.51	52.029117
459	23.24	24.99	48.23	51.809036
491	19.72	20.99	40.71	51.567726
524	16.05	16.90	32.94	51.285377
557	12.24	12.70	24.94	50.915519
590	8.30	8.40	16.70	50.31638
623	4.21	4.00	8.21	48.745212
655	0.00	0.00	0.00	0.00

Perhitungan Berdasarkan IPR Wiggins

Kurva *inflow performance relationship* (IPR) adalah plot antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) versus laju produksi (Q). Metode yang digunakan untuk analisa sumur #Pini adalah metode Wiggins. Dari gambar perbandingan kurva IPR dapat dilihat bahwa terjadi perbedaan harga laju alir (Q) sebelum dan setelah pengasaman pada tekanan *drawdown* tertentu, dimana Q setelah pengasaman lebih besar daripada sebelum pengasaman.

Menggunakan persamaan pada kondisi sebelum pengasaman untuk Pwf test 98 Psia dan Pr 651,72 Psia diperoleh Qo 52,84 BOPD dan Qw sebesar 62, 33 BWPD. Sehingga didapatkan total fluida 115, 17 BFPD dengan water cut 54,11 %. Perhitungan laju alir sumur sumur H sebelum pengasaman untuk berbagai PWF asumsi seperti terlihat pada tabel 16, dan perhitungan sesudah pengasaman matrik seperti terlihat pada tabel 17.

Tabel 17 Laju Alir Sumur #P Sesudah Pengasaman Dari Beberapa Harga Pwf Asumsi

Pwf (Psi)	Oil (BOPD)	Water (BWPD)	Fluida (BFPD)	Water Cut (%)
0	50.49	107.69	158.18	68.08089
33	49.12	103.72	152.84	67.86358
66	47.62	99.60	147.23	67.65262
98	46.01	95.33	141.34	67.44755
131	44.27	90.91	135.18	67.24786
164	42.42	86.33	128.74	67.05307
197	40.44	81.59	122.03	66.86262
229	38.34	76.71	115.05	66.67592
262	36.12	71.67	107.79	66.49226
295	33.77	66.48	100.25	66.3108
328	31.31	61.13	92.44	66.13046
360	28.72	55.63	84.36	65.94977
393	26.02	49.98	76.00	65.76669
426	23.19	44.18	67.36	65.57806
459	20.24	38.22	58.46	65.37877
491	17.17	32.11	49.27	65.15972
524	13.97	25.84	39.81	64.90268
557	10.66	19.42	30.08	64.56477
590	7.22	12.85	20.07	64.01449
623	3.67	6.12	9.79	62.55412
655	0.00	0.00	0.00	0.00

Perhitungan Berdasarkan Permeabilitas

Berdasarkan data-data yang ada maka dilakukan perhitungan harga permeabilitas (K) pada reservoir dan dari perhitungan didapatkan harga permeabilitas sebelum pengasaman adalah sebesar 10,76 mD dan setelah pengasaman sebesar 9,42 mD.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis yang dilakukan pada desain pengasaman matrik sumur #H dan #P Lapangan Falih dapat diperoleh beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Untuk desain pengasaman matriks sumur #H didapatkan peningkatan untuk masing-masing parameter yang dievaluasi sebelum dan sesudah dilakukan pengasaman yakni peningkatan produksi sebesar 80,24 BOPD, peningkatan Produktivty Indeks sebesar 0.8 bbl/psi/day, peningkatan produksi menggunakan metoda IPR Wiggins pada Pwf 77 Psia sebesar 47,98 Psia dan peningkatan permeabilitas sebesar 6.14 mD
2. Untuk desain pengasaman matriks untuk sumur #P didapatkan kecenderungan penurunan paramater yang dievaluasi sebelum dan sesudah dilakukan pengasaman yakni terjadi penurunan produksi sebesar 5.95 BOPD, penurunan Produktivty indeks sebesar 0.01 bbl/psi/day, penurunan produksi berdasarkan metode IPR wiggins sebesar 6.87 BOPD dan penurunan

permeabilitas sebesar 1.34 mD. Hal ini mengindikasikan pengasaman matriks tidak berhasil pada sumur #P lapangan Falih.

DAFTAR PUSTAKA

- Ayorinde, A., Granger, C., & Thomas, R.L. (1992). *The Application of Fluoboric Acid in Sandstone Matrix Acidizing: A Case Study*. Paper presented at the 21st Annual Convention, Jakarta, Indonesia, October
- Guin, J.A., & Schechter, R.S. (1971). Matrix Acidization with Highly Reactive Acids. *SPE Journal*, v.251, 390-398.
- Frenier, W.W. (2003). *Review of Inorganic Scale Formation, Removal and Inhibition*. Schlumberger.
- Underwood. (2000). *Analisa Kimia Kuantitatif (Ed. 4)*. New York.
- Wiggins, M.L. (1994). *Generalized Inflow Performance Relationships for Three Phase Flow*. Paper presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, U.S.A., March 21-23.
- Wiggins, M.L. (1991). *Inflow Performance of Oil Wells Producing Water*. PhD Disertation. Texas: A&M University.
- Williams, B.B., Gidley, J.L., & Schechter, R.S. (1979). *Acidizing Fundamentals (vol. 6)*. Monograph. SPE.

LAMPIRAN

Persamaan untuk menentukan Pr dan Pwf:

$$Pr = (Datum - SFL) \times GF$$

$$GF = SG \text{ Campuran} \times 0.433$$

$$SG \text{ campuran} = ((1 - \text{water cut}) \times SG \text{ oil}) + (\text{water cut} \times SG \text{ air})$$

$$Pwf \text{ Zona} = (Datum - WFL) \times GF$$

Persamaan untuk menentukan Pr rata-rata:

$$Pr = \frac{Pr \text{ Zona D} + Pr \text{ Zona A}}{2}$$

Persamaan untuk menentukan Qw dan Qo sebelum test:

$$Q_{\text{water}} \text{ Sebelum} = Q_{\text{test}} \times \text{Water Cut}$$

$$Q_{\text{oil}} \text{ Sebelum} = Q_{\text{test}} - Q_{\text{water}}$$

Persamaan untuk menentukan BHP rekah, Pmaks dan Imaks:

$$BHP_{\text{rekah}} = G_f \times D$$

$$P_{\text{maks}} = (G_f - \text{gradien hidrostatik asam}) \times D$$

$$i_{\text{max}} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k h (G_f \times D - P_r)}{\mu \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}$$

Persamaan untuk menentukan volume casing dan volume asam yang akan diinjeksikan:

$$\text{Volume Casing} = \text{Net Pay Zona D} \times \text{Casing Volume Factor}$$

$$V_{\text{asam}} = \left(14 \frac{\text{gall}}{\text{ft}} \times \text{Interval Zona D} \right) + \text{Volume Casing}$$

Persamaan untuk menentukan volume over flush zona D:

$$\text{Volume Casing Zona A} = \text{Net Zona D} \times \text{Casing Volume Factor}$$

$$\text{Volume Tubing} = \text{Depth Tubing Zona D} \times \text{Tubing Volume Factor}$$

$$\text{Volume over flush} = \text{Volume Casing Zona A} + \text{Volume Tubing}$$

Persamaan untuk menentukan Q_o maks dan Q_w maks:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

$$\frac{q_w}{q_{w,max}} = 1 - 0.7222235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Persamaan untuk menentukan harga permeabilitas (K)

$$K = \frac{Q_o \times \mu_o \times B_o \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{0.00708 \times h \times (P_r - P_{wf})}$$